

Analyse Flexibiliteitsmarkt

Sensitiviteitsanalyse van marktdynamiek op de cashflow van hybride Power-2-Heat



TKI Energie En Industrie project 'Industrial Hybrid Energy Systems'.

Referentienummer RVO: TEEI 117015

Werkpakket: WP4

Deliverable: D4.1 Flexibility market analysis

Versie: Definitief

Datum: 21-06-2022

Auteurs: M. Schaaphok, N. Jansen, T. Hajonides (TNO)

Status: Openbaar

Dit rapport is opgesteld in het kader van TKI project TEEI117015 'Industrial Hybrid Energy Systems'.

Dit project wordt uitgevoerd in een samenwerkingsverband van: Alliander, Devo Veenendaal B.V., E.J. Bos, Sime Darby Unimills, Huikeshoven, MVO, Eemflow Energy, Scholt Energy, Sympower en TNO.

Het project wordt uitgevoerd met Topsector Energie subsidie van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

De doelstelling van dit project is om de maximale flexibiliteit van industriële utilities te ontsluiten en de marktwaarde daarvan te maximaliseren en daarvoor samen te werken met alle partners in de keten, waarbij iedere partner meewerkt aan het optimaliseren van de businesscase en ervaring opdoet voor implementatie in vervolgprojecten. Voorkomende barrières (technologie, markt, regulering etc.) worden geïdentificeerd en aangepakt met de desbetreffende ketenpartners. Dit wordt gedaan door de techno-economische haalbaarheid te onderzoeken en een pilotproject uit te voeren met een flexibel, hybride energiesysteem in een industriële omgeving met een geïntegreerde demand-side response (DSR), zonder het primaire proces te verstoren, en zo het ontsluiten van Demand Side Response (DSR) in de industrie versnellen.

Hiermee kan de transitie van aardgas naar duurzame elektriciteit in de industrie worden ingezet terwijl tegelijkertijd een bijdrage wordt geleverd aan het balanceren van het elektriciteitsnet.

Inhoudsopgave

1	Introductie	4
2	Methodiek.....	5
2.1	Basisscenario.....	5
2.2	Capaciteit variatie	6
2.3	Cashflow analyse.....	6
3	Resultaten	7
3.1	Impact van geïnstalleerde capaciteit duurzame opwek	7
3.2	Impact van geïnstalleerde capaciteit hybride assets	9
3.3	Warmteopslag.....	11
4	Conclusies	12
5	Bibliografie	13
6	Bijlage A: Resultaten Markttrends	14
6.1	Zonnepanelen	14
6.2	Offshore wind	14
6.3	Hybride boilers.....	14
6.4	Industriële warmtepompen	15
7	Bijlage B: Introductie en samenvatting Eye	16
7.1.1	Background	16
7.1.2	The Eye model.....	16
7.1.3	EYE model specifics and relation to other models.....	16
7.2	The EYE model.....	17
7.2.1	Process & Market Clearing.....	17

1 Introductie

Industriële elektrificatie is volgens het klimaatakkoord één van de pijlers voor de CO₂-emissiereductie van de industrie richting 2030. Door deze elektrificatie flexibel aan te sturen draagt het bij aan de stabiliteit van het toekomstige elektriciteitssysteem door aan te sluiten bij het weersafhankelijke aanbod van duurzame elektriciteit. In het project 'Industrial Hybrid Energy Systems' is het concept van een hybride warmtevoorziening in de industrie onderzocht als oplossing om flexibele elektrificatie te realiseren. Bij deze hybride variant gaat het om een e-boiler of industriële warmtepomp voor stoomvoorziening die parallel wordt geschakeld aan een gasgestookte boiler. Bij voldoende elektriciteit wordt de elektrische variant ingezet en bij tekorten wordt de aardgas voorziening gebruikt. Het project is een samenwerking tussen industriële partijen, aggregators, netbeheerders, technologieleveranciers en kennisinstellingen. Hierbinnen is een pilot voor hybride elektrificatie opgezet, zijn de verschillende markten onderzocht en zijn business cases voor 4 uiteenlopende industriële toepassingen van 1-15 MW hybride elektrificatie geanalyseerd¹.

Uit analyse van de verschillende business cases blijkt dat de waarde die uit elektriciteitsmarkten kan worden verzilverd voor hybride P2H nog niet hoog genoeg om een investering te rechtvaardigen [1]:

1. De waarde vanuit regelvermogen dekt maximaal 22% van de totale kosten over een looptijd van 10 jaar.
2. Lokaal congestie management is op dit moment nog geen volwaardige markt, hierdoor zijn nog geen stabiele opbrengsten bekend.
3. Uit analyse van de ontwikkeling van de wholesale markt komt een verwachte besparing van energiekosten van € 30.000 per jaar in 2035 [2]. In de business case analyse van de industriële cases zou dit voldoende zijn om maximaal 30% van de totale kosten te dekken over een looptijd van 10 jaar.

De verwachting van o.a. TenneT [3] is dat de marktwaarde van flexibiliteit zal veranderen naar gelang inpassing van meer duurzame opwek in het energiesysteem. Hierbij wordt ingeschat dat de grootste stijging in volume op de wholesale markten plaatsvindt. Daarnaast wordt het beeld geschetst dat hybride assets met elkaar concurreren. Uit analyse van TNO [4] over de rol van vraagsturing in het Nederlandse elektriciteitssysteem volgt dat vraagsturing diverse gunstige effecten heeft op het elektriciteitssysteem, en leidt tot lagere elektriciteitsprijzen.

Om deze verwachtingen inzichtelijk te maken en te analyseren voor hybride Power-2-Heat is in een analyse gemaakt van verschillende gevoeligheden op de cashflow van duurzame opwek en hybride assets. Deze analyse is uitgevoerd met het Eye² marktsimulatie model van TNO, bedoelt voor analyses van een merit-order elektriciteitsmarkt.

In dit rapport worden de volgende vragen behandeld:

1. Wat is de impact van veranderingen in hoeveelheid duurzame opwek op de cashflow van: hybride assets (warmtepomp en elektrische boiler) en duurzame opwek (zon en wind).

¹ De analyse omvat toepassingen met betrekking tot: diervoeding, stoomproductie voor een industrieel cluster, warmtelevering voor een warmtenet en verwerking van oliën en vetten.

² Zie bijlage B "Introductie en samenvatting Eye"

2. Wat is de impact van veranderingen in hoeveelheid hybride assets op de cashflow van: hybride assets (warmtepomp en elektrische boiler) en duurzame opwek (zon en wind).

In hoofdstuk 2 zal eerst de uitgevoerde analyse worden geïntroduceerd, waarna in hoofdstuk 3 de resultaten en conclusies van de analyse worden behandeld.

2 Methodiek

De impact van de opgestelde capaciteit van verschillende assets is geanalyseerd aan de hand van het EYE marktsimulatie model. In deze analyse worden twee duurzame opwek assets (zonnepanelen en offshore windparken) en twee hybride assets (hybride boilers en industriële warmtepompen) bekeken. Voor elk van deze vier technologieën wordt de capaciteit gevarieerd en het effect van de verschillende capaciteiten op de marktwaarden van de andere assets geanalyseerd.

2.1 Basisscenario

De markttrendanalyse wordt gedaan ten opzichte van een basisscenario. Als basisscenario wordt uitgegaan van de invulling van het energiesysteem en prijzen in een standaard scenario³ van EYE voor het jaar 2030, dat gebaseerd is op het Klimaatakkoord. Voor gedetailleerde uitleg van het EYE model verwijzen we naar de bijlage “Introductie en samenvatting EYE”. Deze sectie geeft een kort overzicht van de relevante aannames in dit basisscenario.

Het basisscenario gaat uit van een totale Nederlandse energievraag in 2030 van 123 TWh. De capaciteiten van de assets die gevarieerd worden staan in Tabel 1. Voor de volledigheid staan in Tabel 2 de capaciteiten gegeven van de andere assets in het systeem voor duurzame opwek (wind op land) en flexibele elektrificatie (batterijen en electrolysers).

Asset	Opgestelde capaciteit [GW]
Hybride boiler	1
Industriële warmtepomp	0.7
Offshore windpark	13.2
Zonnepanelen	26.2

Tabel 1. Overzicht capaciteiten van de te variëren assets in het basisscenario

Asset	Opgestelde capaciteit [GW]
Batterijen ⁴	34560 [GWh]/ 0.4 [GW]
Electrolyzers	1.35
Onshore wind	7.5

Tabel 2. Overzicht capaciteiten van overige duurzame opwek en hybride assets in het basisscenario.

In het basisscenario wordt gerekend met een vaste aardgasprijs van 28 EUR/MWh⁵ en een CO₂ prijs van 47 EUR/ton.

³ Versie standaard EYE scenario klimaatakkoord_februari_2021.

⁴ De batterijen zijn in het basis scenario gemodelleerd als een ‘oneindige opslag’, door de relatief lage capaciteit (0.4 GW) is de impact van de opslag op de uitkomsten klein.

⁵ De huidige onzekerheid van de aardgasprijs is niet meegenomen in de analyse. De analyse richt zich enkel op de impact van het variëren van capaciteiten.

2.2 Capaciteit variatie

Voor de analyse van de markttrends van de verschillende assets worden de capaciteiten per asset gevarieerd. Er worden in totaal vier analyses gedaan, waarbij in elke analyse één van de assets wordt gevarieerd in vijf stappen en de andere drie assets de capaciteit van het basisscenario behouden. In Tabel 3 staan de variatie van de capaciteiten in percentages t.o.v. het basisscenario. Voor zon, offshore wind en de industriële warmtepompen is het uitgangspunt 100% van de capaciteit zoals die is gedefinieerd in het basisscenario (Tabel 1). In de analyse waarbij de capaciteit van de hybride boiler wordt gevarieerd wordt het uitgangspunt aangepast naar een capaciteit van 3 GW (300%) vanwege een hogere verwachting van het potentieel aan elektrische boilers en daaruit volgende grotere impact op het systeem [2], [5]. De variatie in de capaciteit in GW voor elk van de vier assets is weergegeven in Tabel 4.

Asset	Cap 1 [%]	Cap 2 [%]	Cap 3 [%]	Cap 4 [%]	Cap 5 [%]
Hybride Boiler	0%	150%	300%	450%	600%
Industriële warmtepomp	0%	50%	100%	150%	200%
Offshore wind	50%	75%	100%	125%	150%
PV panels	50%	75%	100%	125%	150%

Tabel 3 Capaciteiten sensitiviteitsruns in procenten

Asset	Cap 1 [GW]	Cap 2 [GW]	Cap 3 [GW]	Cap 4 [GW]	Cap 5 [GW]
Hybride Boiler	0	1.5	3	4.5	6
Industriële warmtepomp	0	0.35	0.7	1.05	1.4
Offshore wind	6.6	9.9	13.2	16.6	19.9
PV panels	13.1	19.65	26.2	32.75	39.3

Tabel 4. Capaciteiten sensitiviteitsruns in GW

2.3 Cashflow analyse

De berekening van de cashflow voor de verschillende technologieën wordt gedaan aan de hand van een de kostprijs per kWh en opbrengst per kWh. De opbrengst van de duurzame opwek (i.e. zonnepanelen en offshore wind) wordt berekend met de clearing prijs die wordt bepaald in de EYE simulatie. Voor de kosten van de duurzame opwek wordt gerekend met een vaste kostprijs per opgewekte MWh.

De kosten van de hybride assets (i.e. hybride boilers en warmtepompen) worden berekend aan de hand van de clearing prijs vanuit de EYE simulatie. De opbrengst van deze assets wordt berekend met een biedprijs op basis van een referentie aardgasprijs inclusief CO₂ kosten. Deze biedprijs is cruciaal voor het gedrag van de hybride asset op de gesimuleerde Day-ahead markt. De biedprijs van hybride boilers en industriële warmtepompen wordt als volgt bepaald:

$$Asset_{inbiedprijs} = Efficiency_{Asset} * \frac{NaturalGas_{kostprijs} + CO2_{emissie} * CO2_{prijs}}{Efficiency_{GasBoiler}}$$

De aannames voor de parameterwaarden komen uit het basisscenario van EYE, gebaseerd op het klimaatakkoord en de Klimaat en Energieverkenning 2021, en zijn te vinden in Tabel 5. Het overzicht van kosten en opbrengst per MWh zijn te vinden in Tabel 6.

Parameter [unit]	Waarde
Efficiency Hybride Boiler [-]	1.0
Kostprijs aardgas [EUR/MWh]	28
CO ₂ -emissie [kg/kWh]	0.2
CO ₂ prijs [EUR/ton]	47
Efficiency Gas Boiler [-]	0.9
Efficiency Industriële Warmtepomp (COP) [-]	3

Tabel 5. Parameterwaarden voor de opbrengstberekening hybride boiler en industriële warmtepomp

Asset	Kostprijs [EUR/MWh]	Opbrengst [EUR/MWh]
Hybride boiler	Clearing prijs EYE	42
Industriële warmtepomp	Clearing prijs EYE	126
Offshore windpark	35 ⁶	Clearing prijs EYE
Zonnepanelen	50 ⁷	Clearing prijs EYE

Tabel 6. Kosten en opbrengsten per asset in EUR/MWh

In Tabel 6 zijn de aangenomen biedprijzen en kostprijzen weergegeven. De relatief hoge biedprijs van industriële warmtepompen leidt tot een verwacht gedrag waar de warmtepomp relatief vaak aan staat. Voor de hybride boiler zal dit, met de lagere biedprijs, minder het geval zijn.

Voor de analyse van de markttrends wordt gekeken naar het verschil in resultaat van de assets ten opzichte van het resultaat dat werd behaald in het basisscenario. Op deze manier kan het effect van een toename in capaciteit van asset A op de cashflow van asset B worden gevisualiseerd.

3 Resultaten

3.1 Impact van geïnstalleerde capaciteit duurzame opwek

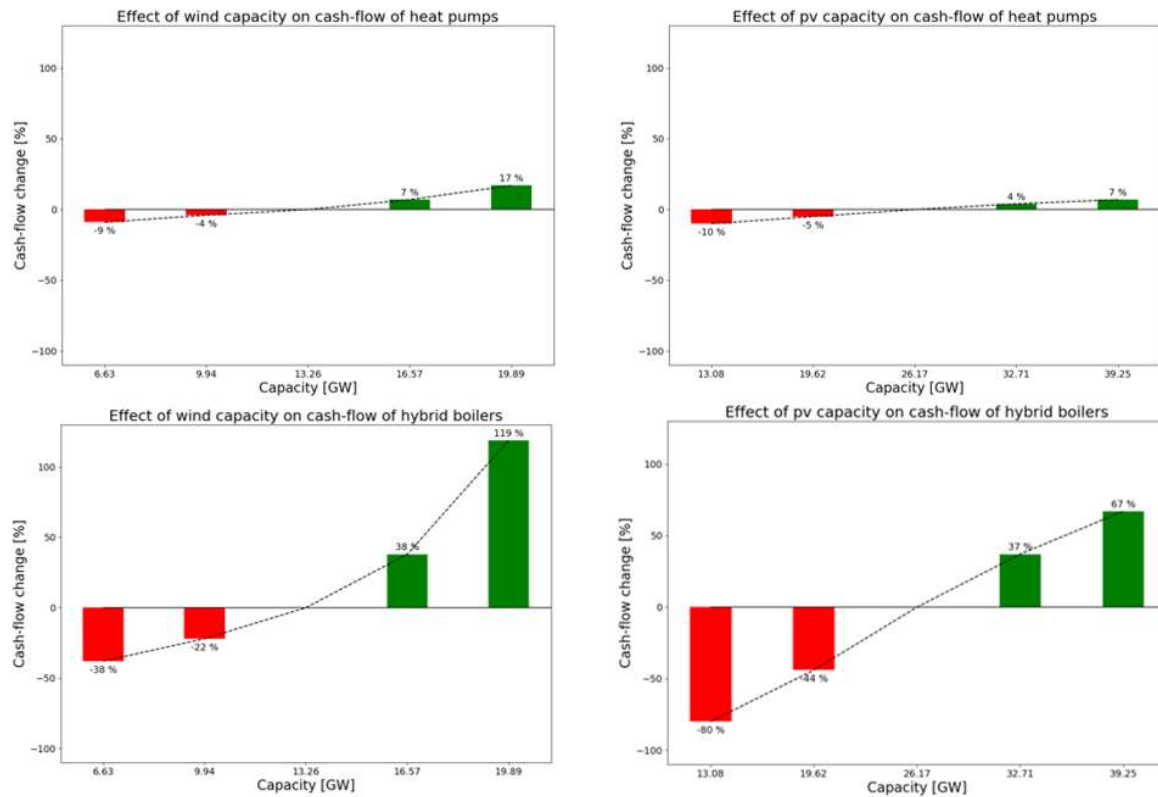
In deze analyse is de geïnstalleerde capaciteit van zonnepanelen gevarieerd tussen 13.1 en 39.9 GW (-50% tot +50 %). Daarnaast wordt de geïnstalleerde capaciteit van offshore wind gevarieerd tussen 6.6 en 19.9 GW (-50% tot +50 %). Deze variaties zijn significant groter dan de hoeveelheid hybride assets in het systeem.

Uit de analyses volgt dat een toename in capaciteit van de duurzame opwek assets een positief effect heeft op de cashflow van hybride assets (**conclusie 1a**). In Figuur 1 zijn de effecten van de capaciteit offshore wind en zon PV op de cashflow van warmtepompen en hybride boilers op de day-ahead markt te zien. In alle gevallen leidt een stijging in capaciteit tot een toename in de cashflow. Het effect op warmtepompen is licht, een stijging van 7 tot 17%, het effect op de cashflow van hybride boilers is relatief groter, met een stijging van 67 tot 119% (**conclusie 4**). De impact op de hybride boilers is groter omdat bij een toename van duurzame opwek ook de operationele uren toenemen. De industriële

⁶ Kostprijs Zon-PV en Wind in 2030, ECOFYS, 2018, https://www.nvde.nl/wp-content/uploads/2018/06/NVDE_Kostendalingen-zon-PV-en-wind.pdf

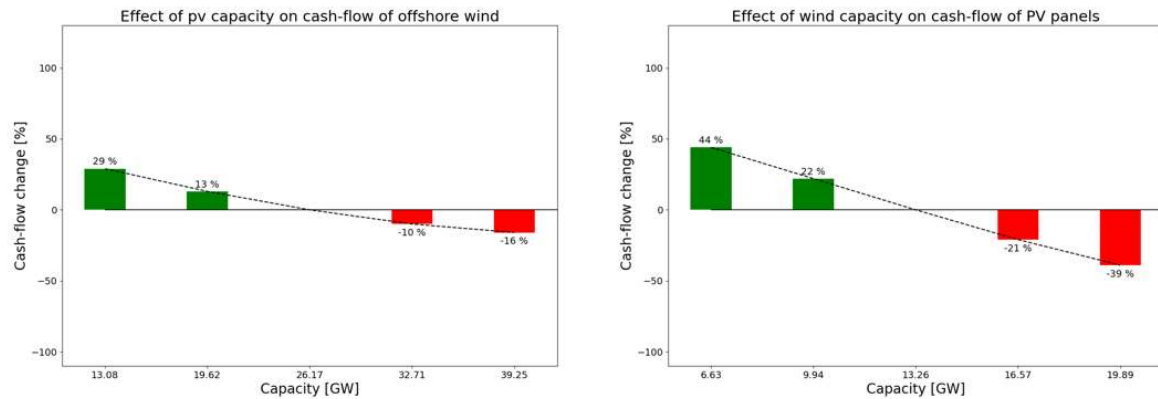
⁷ Kostprijs Zon-PV en Wind in 2030, ECOFYS, 2018, https://www.nvde.nl/wp-content/uploads/2018/06/NVDE_Kostendalingen-zon-PV-en-wind.pdf

warmtepompen draaien al bijna op vollast in het basisscenario en daar heeft de verandering alleen een impact door het genereren van een lagere elektriciteitsprijs.



Figuur 1. Effect van: capaciteit wind op de cashflow van heat pumps (linksboven) en hybride boilers (linksonder), en capaciteit zon PV op de cashflow van heat pumps (rechtsboven) en hybride boilers (rechtsonder)

Uit deze analyses kan ook worden geconcludeerd dat een toename in capaciteit van de duurzame opwek een negatief effect heeft op de cashflow van zowel offshore wind als de zonnepanelen (**conclusie 1b**). In Figuur 2 zijn de effecten van de capaciteit duurzame opwek op de cashflow van offshore wind en zonnepanelen op de day-ahead markt te zien. In alle gevallen leidt een stijging in capaciteit tot een afname in de cashflow. De effecten van meer zon PV leidt tot een daling van 16-29% in de cashflow van offshore wind, de effecten van offshore wind op de cashflow van zonnepanelen zijn significant met een daling van 39-44%.



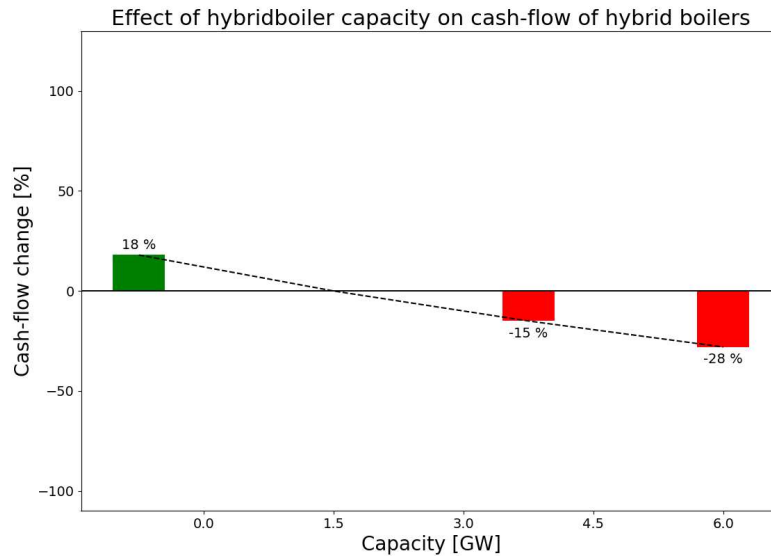
Figuur 2. Effect van: capaciteit zon PV op de cashflow van offshore wind (links) en capaciteit wind op de cashflow van zon PV (rechts)

3.2 Impact van geïnstalleerde capaciteit hybride assets

In deze analyse wordt de geïnstalleerde capaciteit van hybride boilers gevarieerd tussen 0 en 6 GW (-100% tot +100%). Daarnaast wordt de geïnstalleerde capaciteit van industriële warmtepompen gevarieerd tussen 0 en 1.4 GW (-100% tot +100%). De totale geïnstalleerde capaciteit wordt nooit meer dan de capaciteit hernieuwbare opwek.

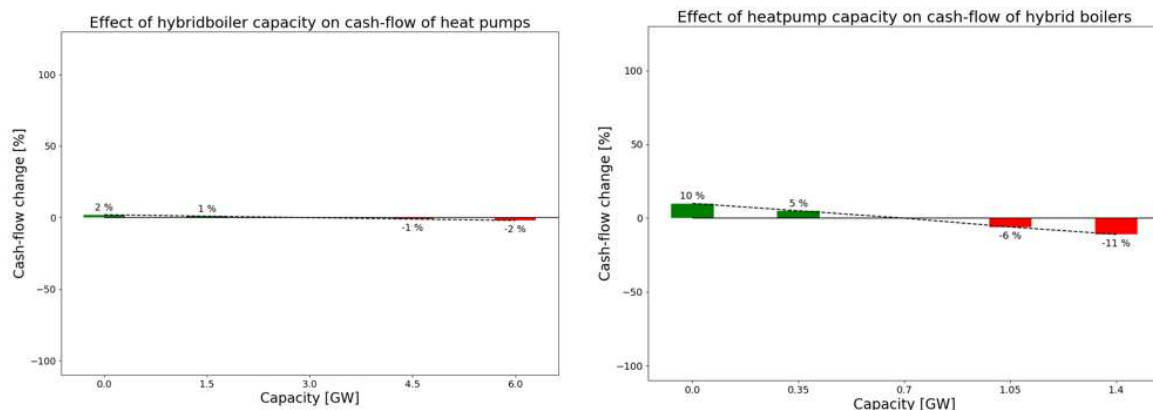
Uit de analyse volgt dat meer capaciteit van hybride assets een negatieve impact heeft op de waarde die deze assets zelf uit de markt kunnen halen (**conclusie 2a**). In Figuur 3 is te zien dat een toename in capaciteit hybride boilers van 3 GW naar 6 GW zorgt voor een relatief 28% lager resultaat per GW voor diezelfde hybride boilers. Hetzelfde effect is ook te zien bij toenemende capaciteit van warmtepompen op de cashflow van hybride boilers, zie Figuur 4 (rechts), met een 11% lagere cashflow bij een toename van 0.7 GW aan warmtepompen. De impact van meer hybride assets is groter voor de cashflow van hybride boilers, dit komt door de hogere biedprijs van de warmtepompen (**conclusie 4**).

Echter, de verwachte potentie hybride warmtepompen in het systeem is lager dan de verwachte potentie aan hybride boilers. Hierdoor is de totale impact van de hybride boilers groter. De toename van hybride boilers en warmtepompen zorgen allebei voor een daling van de operationele uren van de hybride boilers.



Figuur 3. Effect van hybride boiler capaciteit op het relatieve resultaat van de hybride boilers

In Figuur 4, is te zien dat het plaatsen van extra hybride boilers ook een negatieve impact heeft op de cashflow van warmtepompen. Deze impact is echter veel kleiner, 2% bij een toename van 3 GW. Dit komt omdat de toename van hybride boilers geen impact heeft op de draaiuren van de warmtepomp, echter alleen de elektriciteitsprijs verhogen.

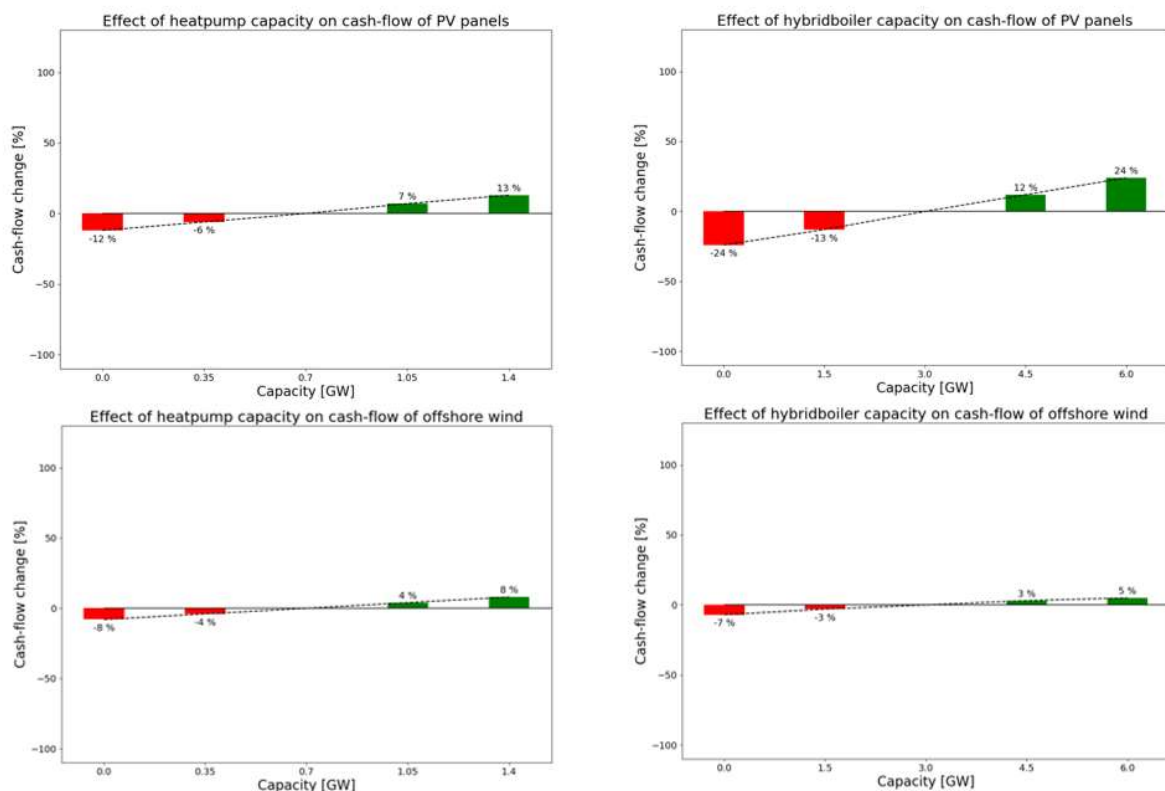


Figuur 4. Effect van capaciteit hybride boilers op de cashflow van heat pumps (links) en capaciteit van heatpumps op de cashflow van hybride boilers (rechts)

Daarnaast kan er worden geconcludeerd dat een toename in capaciteit van de hybride assets een positief effect heeft op de cashflow van zowel offshore wind als de zonnepanelen (**conclusie 2b**) door een grotere afname elektriciteit op de day-ahead markt tegen een hogere prijs. In Figuur 5 zijn de effecten van de hybride boilers en de industriële warmtepompen op de cashflow van offshore wind en zonnepanelen op de day-ahead markt te zien. In alle gevallen leidt een stijging in capaciteit tot een toename in de cashflow. De effecten op offshore wind zijn licht, een stijging van 5 tot 8%, de effecten op de cashflow van zonnepanelen zijn signifikanter met een stijging van 12 tot 24%. De impact van de warmtepompen is vergelijkbaar voor zonnepanelen en windenergie, dit komt doordat de warmtepompen bijna vollast draaien en daardoor de elektriciteitsprijs gelijkmatig verhogen (**conclusie 5**). De impact op de zonnepanelen is groter omdat deze verantwoordelijk zijn voor het grootste deel van de elektriciteitsoverschotten in het gesimuleerde scenario. Hybride boilers dragen voornamelijk

bij aan het oplossen van deze overschotten, omdat ze juist op deze momenten aan staan, met daarbij een significante toename in prijzen (**conclusie 6**) en een hogere absorptie van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit. De impact op zonnepanelen zal significant lager zijn als deze minder of geen overschotten veroorzaken.

Deze analyse richt zich op hogere of lagere capaciteit flexibele Power-2-Heat assets ter vervanging van gasgestookte warmtebronnen. In de analyse van TNO [4] met betrekking tot de rol van vraagsturing is gekeken naar het verschil tussen basislust en flexibel draaien van Power-2-Heat assets. Dit leidt ook tot andere trends met betrekking tot het verdienmodel van zonne- en windenergie. Als bestaande Power-2-Heat assets flexibel worden ingezet in plaats van op basislust, dan zal de totale elektriciteitsconsumptie dalen met een lagere prijs tot gevolg. Het flexibiliseren van bestaande Power-2-Heat assets zal zodanig leiden tot lagere opbrengsten voor zonne- en windenergie (**conclusie 3**).



Figuur 5. Effect van: capaciteit heat pumps op de cashflow van zon PV (linksboven) en windmolens (linksonder), en capaciteit hybride boilers op de cashflow van zon PV (rechtsboven) en windmolens (rechtsonder)

3.3 Warmteopslag

We analyseren de waarde van warmteopslag aan de hand van de resultaten van de hybride boilers bij een variërende wind capaciteit. Bij industrieën die geen warmtevraag hebben in de avond en weekenden kan het plaatsen van warmteopslag tot hogere cashflow leiden voor een hybride boiler. Deze cashflow neemt toe bij een grotere capaciteit hernieuwbare opwek (**conclusie 7**).

Om tot deze conclusie te komen is het gebruik van de hybride boilers in de weekenden en in de nachten (tussen 22:00 en 6:00) geanalyseerd. In het basisscenario (offshore wind capaciteit 13.3 GW) valt 29% van de cashflow in het weekend of in de nacht, wanneer de geïnstalleerde capaciteit offshore

wind toeneemt van 13 naar 20 GW (50% toename) neemt de cashflow in de weekenden/nachten toe naar 45% van de totale cashflow.

4 Conclusies

In dit rapport worden de volgende twee vragen behandeld

1. Wat is de impact van veranderingen in hoeveelheid duurzame opwek op de cashflow van: hybride assets (warmtepomp en elektrische boiler) en duurzame opwek (zon en wind).
2. Wat is de impact van veranderingen in hoeveelheid hybride assets op de cashflow van: hybride assets (warmtepomp en elektrische boiler) en duurzame opwek (zon en wind).

Om deze impact te analyseren is er een marktanalyse gemaakt voor verschillende capaciteiten van de duurzame opwek en hybride assets op een 2030-scenario. Het is belangrijk om in acht te nemen dat deze analyse is gebaseerd op simulaties voor enkel het jaar 2030 en dat er is gekozen voor een constante gas- en CO₂-prijs. Uit de resultaten van de marktanalyses kunnen de volgende conclusies worden getrokken met betrekking tot de hoofdvragen:

1. Een **toename** in de geïnstalleerde capaciteit duurzame opwek heeft een:
 - a. **Positief** effect op de cashflow van hybride assets
 - b. **Negatief** effect op de cashflow van duurzame opwek.
2. Een **toename** in de geïnstalleerde capaciteit hybride assets heeft een:
 - a. **Negatief** effect op de cashflow van hybride assets
 - b. **Positief** effect op de cashflow van duurzame opwek.
3. Het **flexibiliseren** van bestaande hybride assets heeft een **negatief** effect op de cashflow van duurzame opwek [4].

Deze resultaten zijn inachtneming van verschillen tussen de soorten hybride assets en duurzame opwek:

4. De **impact van veranderingen in geïnstalleerde capaciteit duurzame opwek** is groter voor hybride boilers dan voor industriële warmtepompen.
5. De **impact van industriële warmtepompen** op de cashflow van duurzame opwek is vergelijkbaar voor zonnepanelen en windenergie.
6. De **impact van hybride boilers** is voornamelijk op hernieuwbare assets die overschotten veroorzaken, in dit scenario zijn dat de zonnepanelen.

Daarnaast is de cashflow van warmteopslag bij hybride boilers geanalyseerd, hieruit volgt de volgende conclusie:

7. Bij industrieën die geen warmtevraag hebben in de avond en weekenden kan het plaatsen van warmteopslag tot hogere cashflow leiden voor een hybride boiler. Deze cashflow neemt toe bij een grotere capaciteit offshore wind.

De onderbouwing van deze bevindingen aan de hand van analyses op de geïnstalleerde capaciteit duurzame opwek en hybride assets is gedaan in hoofdstuk 3.

5 Bibliografie

- [1] TNO, „Outlook hybrid energy systems,” 2022.
- [2] e-Risk, „Modellering en validering van de flexibele inzet van hybride parallel geschakelde industriële warmtesystemen op basis van twee klimaatscenario's en aannames van een landelijke capaciteit,” 2021.
- [3] TenneT, „Flexibility Roadmap,” 2018.
- [4] TNO, „The role of demand response in the power system of the Netherlands, 2030-2050,” 2022.
- [5] TNO, „Eindverslag Haalbaarheid Elektrificatie bestaande gasketels,” 2019.
- [6] TNO, „D4.1 Flexibility Market Analysis,” 2021.

6 Bijlage A: Resultaten Markttrends

Voor elk van de technologieën bekijken we de impact van de capaciteit van de asset op de cashflow van de andere assets. In deze sectie volgt een overzicht van de resultaten van de simulaties met variërende capaciteit per asset. Hierbij is zowel van belang wat de richting van de trend is als hoe gevoelig deze trend is voor veranderingen in de capaciteit.

6.1 Zonnepanelen

In deze analyse is de geïnstalleerde capaciteit van zonnepanelen gevarieerd tussen 13.1 en 39.9 GW. Een toename in geïnstalleerde capaciteit van 50% zorgt voor een daling in de gemiddelde energieprijis van 7%.

Bij de gevoeligheid van de trend dient te worden meegenomen dat de variatie in capaciteit zonnepanelen groot is in vergelijking met de andere sensitiviteiten.

Business case	Trend	Gevoeligheid
Hybride boilers	Positief	Sterk
Industriële warmtepompen	Positief	Licht
Offshore wind	Negatief	Medium
Zonnepanelen	Negatief	-

6.2 Offshore wind

In deze sensitiviteitrun wordt de geïnstalleerde capaciteit van offshore wind gevarieerd tussen 6.6 en 19.9 GW. De toename in geïnstalleerde capaciteit zorgt voor een significante daling in de gemiddelde energieprijis. Bij de gevoeligheid dient te worden meegenomen dat de variatie in capaciteit offshore wind redelijk groot is in vergelijking met de andere sensitiviteiten.

Business case	Trend	Gevoeligheid
Hybride boilers	Positief	Sterk
Industriële warmtepompen	Positief	Licht - Medium
Offshore wind	Negatief	-
Zonnepanelen	Negatief	Medium

6.3 Hybride boilers

In deze sensitiviteitrun wordt de geïnstalleerde capaciteit van hybride boilers gevarieerd tussen 0 en 6 GW. De toename in geïnstalleerde capaciteit zorgt voor een lichte toename van de gemiddelde energieprijis. Bij de gevoeligheid dient te worden meegenomen dat de variatie in hybride boilers panelen gemiddeld is in vergelijking met de andere sensitiviteiten.

Business case	Trend	Gevoeligheid
Hybride boilers	Negatief	Medium
Industriële warmtepompen	Negatief	Licht
Offshore wind	Positief	Licht
Zonnepanelen	Positief	Medium

6.4 Industriële warmtepompen

In deze sensitiviteitsrun wordt de geïnstalleerde capaciteit van industriële warmtepompen gevarieerd tussen 0 en 1.4 GW. De toename in geïnstalleerde capaciteit zorgt voor een lichte toename van de gemiddelde energieprijzen. Bij de gevoeligheid dient te worden meegenomen dat de variatie in capaciteit warmtepompen klein is in vergelijking met de andere sensitiviteiten. Hierdoor zijn ook de gevoeligheden allemaal licht.

Business case	Trend	Gevoeligheid
Hybride boilers	Negatief	Licht
Industriële warmtepompen	Negatief	Licht
Offshore wind	Positief	Licht
Zonnepanelen	Positief	Licht

7 Bijlage B: Introductie en samenvatting Eye

7.1.1 Background

One of the major challenges in Europe for the next decades is to make energy supply sustainable. While the share of uncontrollable renewable energy sources in the energy mix – such as wind and solar – is growing, the need for flexible energy demand in the energy system increases concurrently.

Definition: Demand side energy flexibility can be defined as the ability of an asset to deviate from the normal energy production and/or consumption pattern (over time and/or by power level) while still fulfilling its intended function.

Demand side flexibility is necessary to keep the energy system robust and to guarantee security of supply. The industry is a significant potential enabler for this demand side flexibility. Electrification of industrial processes, such as heat and hydrogen production, can lead to large volumes of flexible energy demand. However, to reach these volumes, large investments must be made. Investing in these installations requires information on the long-term costs and benefits of these installations up front. With this information, a business case can be made, and industry can make a founded investment decision. Although most of the electrification options have a medium TRL, information on CAPEX costs of electrification is available. The information on operational costs and benefits, however, are uncertain because of uncertainty in the energy prices. A major part of the operational costs are the costs of the electricity needed for operation. The price of electricity is fluctuating and highly dependent on system changes (e.g., commissioning of windfarms, decommissioning of coal plants) or commodity prices. To gain insight in the future electricity prices, the complex dynamics of the energy system needs to be modeled.

7.1.2 The Eye model

The Eye model comprises an electricity system model which is capable of analyzing electricity prices given a certain scenario (asset base, commodity prices, expected demand, etc.) With this model insight can be gained on the operational costs and benefits of assets that generate or consume electricity. Furthermore, flexible behavior based on electricity prices and impact of flexible assets on market prices can be considered. This allows for the performance of an analysis of earning potential of flexible assets and research market opportunities and saturation levels of electricity generating and consuming assets.

7.1.3 EYE model specifics and relation to other models

The EYE model is developed to model the future electricity grid and flexibility options with a first order estimation, in order to study complex system effects quickly. EYE is meant to be able to be deployed at a local, regional and national level. EYE can be used to analyze specific business cases, as well as nationwide electricity grids. Lastly, EYE is meant to be as open and transparent as possible, showing which assumptions and calculations are made.

The EYE model is created to do studies within the boundaries of one country. Interconnections to other markets are implemented in a rudimentary way. If one needs to study the effects of international dependencies of different wholesale markets, other models are preferred, such as Plexos and COMPETES.

7.2 The EYE model

EYE is a simulation tool that can simulate expected electricity prices on wholesale markets based on a scenario. To do so, EYE is internally using bid ladders (merit orders) of supply and demand, coupled with a clearing mechanism (marginal pricing) that is comparable with the clearing mechanism of wholesale markets.

Definition: The merit order is a way of ranking available sources of energy, especially electrical generation, based on ascending order of price (which may reflect the order of their short-run marginal costs of production) together with amount of energy that will be generated. In a centralized management, the ranking is so that those with the lowest marginal costs are the first ones to be brought online to meet demand, and the plants with the highest marginal costs are the last to be brought online. Dispatching generation in this way minimizes the cost of production of electricity.

By means of this functionality, EYE can determine an expected price for a given time unit (typically hourly). It is possible to run simulations based on future energy system scenarios and, as a result, analyze the behavior of future energy prices. An overview of the EYE simulator and its inputs and outputs is shown in Figure 6.

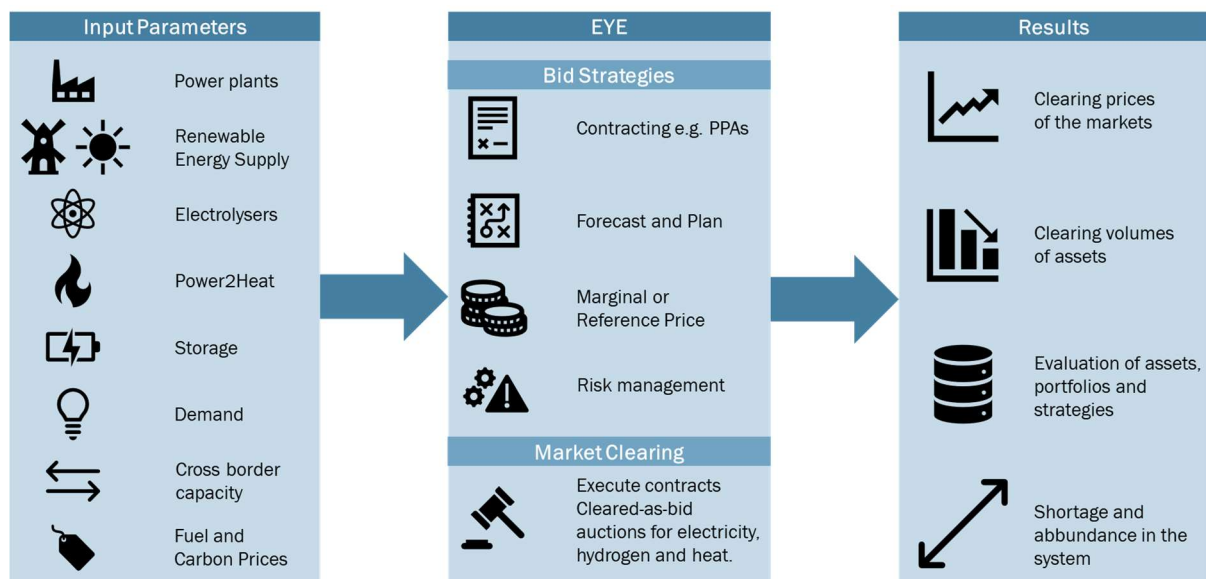


Figure 6 Overview of EYE simulator with inputs: models of demand and supply bid behaviour, and outputs such price and production/consumption profiles of individual assets.

7.2.1 Process & Market Clearing

The process of how EYE determines electricity prices is comparable with how price clearing works in the wholesale market. This section describes how this price determination mechanism is implemented.

For every time step a four-step process is performed: In the first step the bids of individual assets are created by calculating the marginal costs or benefits of individual assets. Secondly a merit order of all assets is created, resulting in a supply bid ladder. Thirdly a demand bid ladder is created, and with this information a price is determined in the final step of this process.

7.2.1.1 Marginal costs and benefits

In the first step bids of individual assets are created by calculating marginal costs of producers or marginal benefits of consumers. The approach for each asset type will be explained in Section 2.4. Below a general definition of marginal costs and benefits is provided.

The definition of marginal costs of production units is:

Operating costs for power plants include fuel, labor and maintenance costs. Unlike capital costs, which are "fixed" (don't vary with the level of output), a plant's total operating cost depends on how much electricity the plant produces. The operating cost required to produce each MWh of electric energy is referred to as the "marginal cost." Fuel costs dominate the total cost of operation for fossil-fired power plants. For renewables, fuel is generally free (perhaps with the exception of biomass power plants in some scenarios); and the fuel costs for nuclear power plants are actually very low. For these types of power plants, labor and maintenance costs dominate total operating costs.

The definition of marginal benefits of consumption units is:

A marginal benefit is a maximum amount a consumer is willing to pay for an additional good or service. It is also the additional satisfaction or utility that consumer receives when the additional good or service is purchased. The marginal benefit for a consumer tends to decrease as consumption of the good or service increases.

For non-flexible energy consumer, the marginal benefits are assumed as 'infinite': non-flexible consumers have a maximum willingness to pay for energy.

7.2.1.2 Outputs of EYE

The results of an EYE simulation run typically include:

- **Price profile:** price profile consisting of an expected price for every program time unit in the simulation
- **Utility/Costs/Spread of an Asset:** the operational hours of every individual asset for every program time unit of the simulation
- **State of assets:** e.g., fill level of buffers, must-run situations, etc.
- **Clearing insights:** e.g., consumer/producer surplus